

## СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

281

Решение проблемы может быть успешно осуществлено на базе комплексного изучения геологического строения и истории геологического развития древних толщ, а также изучения латеральных и вертикальных рядов позднепалеозойских формаций на примере относительно хорошо обследованного района, каковым является Ферганская депрессия.

### Литература

1. Акрамходжаев А.М., Каримов А.К., Симоненко И.А., Саидходжаев Ш.Г. Нефтегазообразование и нефтегазоаккумуляция в Ферганской впадине. – Ташкент: Изд-во Фан, 1966. – 252 с.
2. Акрамходжаев А.М., Старобинец И.С., Хаймов Р.Н. О двух генетических типах нефтей в палеозойских отложениях Южного Тянь-Шаня // Узб. геол. журн., 1968. – № 6. – С. 21 – 25.
3. Акрамходжаев А.М., Эгамбердыев М.Э., Юртаев Ю.С., Яковец Ю.А. Геолого-химические предпосылки нефтегазоносности Средней Азии. – Ташкент: Изд-во Фан, 1975. – 285 с.
4. Абдулазизов Х.И. Вклад нефтяников Узбекистана в победу над фашизмом во Второй мировой войне // Узб. журнал нефти и газа, 2015. – № 2. – С. 8 – 11.
5. Масумов А.С., Хусанов С.Т., Быковская Т.А. История геологического развития Центральной Азии в позднем палеозое. – Ташкент: Изд-во Фан, 2001. – 192 с.

### АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

**М.О. Андреянов**

Научный руководитель ассистент Л.К. Кудряшова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Нефтяная промышленность в России развивается с давних времен и является основополагающей экономики. Добыча нефти и газа осуществляется в огромных объемах. Многие месторождения находятся на III-IV стадии разработки, т.е. происходит истощение ресурсов. Основным способом повышения нефтеотдачи пласта является гидроразрыв (ГРП). С момента внедрения в производство процесса ГРП, он является одним из основных инженерных инструментов увеличения производительности скважин.

Рассмотрим применение ГРП на одном из месторождений Томской области, приуроченном к Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [1]. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> надугольной пачки васюганской свиты является основным нефтегазоносным объектом на изучаемой территории. На месторождении пласт прослеживается в разрезе всех скважин. Залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – пластовая, сводовая, имеет нефтяную оторочку и газовую шапку с двумя куполами.

Породы пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> сложены светло-серыми, слабослюдистыми, мелко-, среднезернистыми крепко сцементированными песчаниками с обугленным растительным детритом. В разрезе пласта выделяется две пачки, которые существенно различаются по характеристикам фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и гранулометрическому составу. Песчаники пласта Ю<sub>1</sub><sup>2a</sup> характеризуются высокими ФЕС (пористость 20-23 %, проницаемость 60-100·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>). Ниже по разрезу пласта (Ю<sub>1</sub><sup>2b</sup>), до его подошвы, залегают мелкозернистые глинистые (12-16 % глины) песчаники с пониженными ФЕС (Кп – 12,1-17,2 %, средняя пористость 15,3 %; Кпр – 0,5-14,6·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, среднее – 5,8·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>).

В связи со столь неоднородным распределением ФЕС по пласту в целом, для интенсификации притока необходимо проведение ГРП, несмотря на то, что месторождение находится еще на первой стадии разработки.

Проведение ГРП необходимо для достижения следующих целей:

- увеличения добычи из пласта;
- изменения темпов падения добычи;
- восстановления добычи из пласта;
- увеличения дебита скважины;
- оптимизации работы скважины.

Перед проведением ГРП необходимо разработать дизайн ГРП, потому что для получения максимального результата необходимо учитывать множество параметров ГРП. Некоторые из них являются постоянными и непосредственно зависят от характеристик пласта: глубина, пластовое давление, пластовая температура, толщина продуктивного интервала и т.д. Также существует множество переменных параметров, связанных с планируемой операцией по ГРП: объем закачки; тип и концентрация рабочей жидкости; тип, размер и концентрация проппанта; скорость закачки.

В большинстве случаев перед основным ГРП для уточнения параметров, полученных при дизайне ГРП, проводится мини-ГРП (информационный ГРП) – нагнетательный тест для уточнения информации о пласте. Он показывает, как будет вести себя порода во время основного ГРП. Также во время проведения мини-ГРП можно получить информацию о потерях давления в перфорационных отверстиях и в призабойной зоне, а также определить вероятность создания множественных трещин [2].

Для анализа результатов ГРП на изучаемом месторождении рассматриваются данные по 11 добывающим скважинам. Следует отметить, что ряд скважин перед ГРП не эксплуатировался, либо дебиты их были очень низкие. Проведение ГРП совместно со спуском ЭЦН позволили достичь повышения промышленных дебитов.

В качестве оцениваемых параметров были выбраны следующие показатели: изменение дебита скважин, пластового давления, обводненности, величина закреплённой трещины, пористость, проницаемость, скин-фактор, а также объем закаченного проппанта.

Во всех случаях объект, на котором планируется проведение ГРП, должен обладать высокими энергоёмкими свойствами: достаточной нефтенасыщенной толщиной и объёмом подвижных запасов нефти, способных обеспечить после операции планируемые приросты дебита нефти и накопленной добычи нефти на скважину. Кроме того, пласт в районе скважины должен характеризоваться значением пластового давления желательно выше, чем в действующих соседних добывающих скважинах.

Амплитуда прироста дебита жидкости составила в среднем от 25 до 80 м<sup>3</sup>/сут. Однако на некоторых скважинах после проведения ГРП, наблюдается увеличение обводненности продукции. Так, вода, возникающая при последующей добыче в эксплуатационных скважинах (скв. 4, 5, 10, 11), обусловлена близким расположением водонефтяного контакта. Так как система трещин, сообщающаяся с продуктивным интервалом, позволяет повысить продуктивность скважины, а если она затрагивает соседние интервалы (вторжение в водонасыщенную зону) или прорывается в газовую шапку, то вскоре вероятно возникновение проблем при добыче.

Стоит отметить, что по результатам ГРП был составлен прогноз изменения дебита скважины в течение года, но он не всегда оправдывается. После запуска скважины в работу после ГРП дебит в большинстве скважин ниже проектного, и сильного последующего роста не наблюдается.

Как правило, если газовый фактор или обводненность высокие, то после проведения ГРП они будут увеличиваться. Поэтому на всех 11 исследуемых скважинах наблюдается прирост обводненности от нескольких процентов (скв. 7, 8) до 85 % (скв. 5).

После получения нежелательного притока воды или газа в последующем сложно будет изолировать обводненные зоны. Это может отрицательно повлиять на дальнейшую добычу углеводородов из пласта.

С помощью проведения ГДИС оценивается степень загрязнения призабойной зоны (скин-фактор). Если скин-фактор положительный ( $> 0$ ), то загрязнение призабойной зоны пласта существует, и относительная величина скин-фактора указывает на степень загрязнения. Отрицательный скин-фактор ( $< 0$ ) показывает, насколько был увеличен эффективный радиус скважины после проведения воздействия на пласт.

Проведение ГРП позволяет изменить величину скин-фактора от положительного до отрицательного значения, например, на скважине 1 скин-фактор изменяется с 12 до -5,6 за счет увеличения проницаемости призабойной зоны пласта, что положительно влияет на добычу нефти.

Масса проппанта, используемая для ГРП, варьируется от 15 до 60 т, в среднем масса проппанта составляет 40 т. Из анализа результатов ГРП можно сделать вывод, что, чем большее количество проппанта было закачено в скважину, тем больше созданная закреплённая длина трещины.

Поэтому получаются весьма различные размеры трещин – их полудлина составляет от 91,6 до 237,2 м. Выявить четкую зависимость между созданной трещиной и дебитом скважин не удалось, что связано с разной продуктивностью скважин.

Таблица

Показатели работы скважины

Параметры/ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Qплан, м <sup>3</sup> /сут	52,6	74,6	79	81,6	113,1	36,1	100,4	88,8	56,4	31,8	47,7
Рпл, атм	190	200	200	200	220	220	200	200	200	211	211
Полудлина трещины, м	134,5	124	92	124,8	152,2	237,2	173,3	96,6	138,5	115,1	91,6
Кпр, мД	1,5	1	1	1	1	1	1,3	1,3	1	1	1
Скин-фактор	-5,6	-5,5	-5,2	-5,5	-5,6	-6,2	-5,8	-5,3	-5,7	-5,4	-5,2
Мпропанта, т	40	25	15	30	50	45	60	40	60	25	25
Обводненность, %	16,26	77,75	25,18	100	89	30	4,4	0,6	66	100	81
Qфакт, м <sup>3</sup> /сут	54	45	50	27	46	70	94	78	26	26	26

Помимо ГРП существует широкий спектр других методов и способов удаления загрязнения призабойной зоны пласта и улучшения притока углеводородов к скважине. Так как операции по воздействию на пласт могут быть очень дорогими, а результаты непродолжительными, то экономическая эффективность всегда очень важна. С другой стороны, воздействие на пласт может быть использовано как эффективный инструмент для интенсивного улучшения технико-экономических показателей работы скважины, при этом ГРП является одним из наиболее рентабельных методов.

Для оценки экономической эффективности проведения ГРП были учтен полученный прирост УВ по исследуемым скважинам. Расчеты выполнены в соответствии с РД 153-39-007-96 «Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений» [3].

При осуществлении гидравлического разрыва пласта дополнительная добыча составит 38,3 тыс. т нефти. По результатам основных экономических расчетов ГРП является эффективным. Компания получит дополнительный доход в размере порядка 280 млн. руб., срок окупаемости проведенного ГРП составит около 5 месяцев.

Однако существует ряд отрицательных моментов при освоении скважин с помощью ГРП, а именно остро встает вопрос промывки проппанта, разложения и утилизации труднообрабатываемых «стойких» эмульсий, образованных во время ГРП. В настоящее время отечественная нефтяная промышленность не располагает экологически чистой технологией и техникой по переработке нефтешламов и утилизации образующихся остатков, что представляет собой значительные экологические риски.

Таким образом, проблема разработки нефтегазоперспективных объектов в юго-восточных районах Западной Сибири связана со сложным характером распределения коллекторов, способных концентрировать значительные объемы УВ, и, как следствие, – с приуроченностью залежей нефти и газа к сложнопостроенным структурно-литологическим и литологически экранированным ловушкам, которые изначально требуют дополнительного проведения методов повышения нефтеотдачи. Но стоит учитывать, что эффективность подобных мероприятий составляет порядка 30-70 % на разных месторождениях.

#### Литература

7. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 678 с.
8. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко и др. – М.: Недра, 2001. – 284 с.
9. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИ, 1996. – 98 с.

### **ТЕХНОЛОГИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАГНИТНЫХ ЭФФЕКТОВ СТАБИЛЬНЫХ ИЗОТОПОВ В НЕФТЕГАЗОВОМ ПРОИЗВОДСТВЕ**

**М.И. Антипина, Д.С. Дегтярев**

Научный руководитель профессор И.И. Нестеров

**Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия**

Старая классическая изотопия – это изотопия легких (до 20 атомного номера) и тяжелых атомов и фракционирование их по массе; новая – это изотопия магнитных и немагнитных атомов и фракционирование их с участием внешнего магнитного поля.

Классический масс-зависимый изотопный эффект и классическая изотопия возникают вследствие кулоновского взаимодействия.

Магнитный спино-зависимый изотопный эффект и магнитная изотопия – следствие магнитного взаимодействия протонов и их электронных оболочек [1].

Все предлагаемые инновационные технологии основываются на взаимодействии внутримолекулярных полей с волновой и кинетической энергией с образованием свободных углеводородных радикалов, ион-радикалов и карбенов, что приводит к крекингу в пластовых условиях недр смол, асфальтенов и рассеянного материнского органического вещества пород пластовых систем недр. Аналогов использования этой энергии радикалов в России и за рубежом нет.

В основе эксплуатационного бурения лежит парадигма: если известно как нефть (газ) зашли в пласт пород, то можно поднять ее (его) на поверхность с максимальным коэффициентом извлечения вплоть до 80 % и больше независимо от коэффициента емкости (пористости) и проницаемости вмещающих пород. Не рекомендуется поддержание пластового давления водой.

Альтернативой заводнения залежей углеводородного сырья является повышение пластового давления за счет создания дилатансного режима разработки с возможным сочетанием особого режима, при котором мы будем использовать энергию водорода и углеводородных радикалов H, CH, CH<sub>2</sub>, CH<sub>3</sub> при взаимодействии их внутренней (спиновой) энергии с внешними магнитными полями [2].

Перечень технологий, обоснование и риск получения конечного результата, годовая эффективность, ассигнования и сроки исполнения приведены в таблице.

#### Литература

1. Бучаченко А.Л. Новая изотопия в химии и биохимии. – М.: Наука, 2007. – 189 с.
2. Нестеров И.И. Перечень инновационных технологий, в том числе прорывных технологий, не имеющих аналогов за рубежом // Доклады Международной конференции-выставки Актуальные проблемы строительства и реконструкции инженерной инфраструктуры Республики Крым и г. Севастополя 6 – 9 октября 2015 г., Республика Крым, г. Ялта. – 6 с.